



Wyniki finansowe GK PGNiG za 1H2014

14 sierpnia 2014 r.

Podstawowe wyniki finansowe 2Q2014

(m PLN)	2Q2013	2Q2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	6 505	6 846	5%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(5 145)	(5 560)	8%
EBITDA	1 360	1 285	-5%
<i>EBITDA skorygowana o saldo odpisów aktualizujących</i>	1 321	1 775	34%
Amortyzacja	(613)	(674)	10%
EBIT	747	611	-18%
Wynik na działalności finansowej	(86)	(76)	-11%
Zysk netto	354	340	-4%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 343m PLN, przy wolumenie sprzedaży sięgającym 373 tys. ton w 2Q14
- Przychody ze sprzedaży gazu w Grupie PGNiG niższe o 164m PLN a koszt gazu niższy o blisko 0,4 mld PLN przy wolumenie sprzedaży Grupy PGNiG wyższym o 120m m³
- Zwiększony R/R obrót zakupioną energią elektryczną: przychody wyższe o 183m i koszty o 172m PLN
- Saldo odpisów aktualizujących na -490m PLN w 2Q14 (w tym głównie majątek produkcyjny, aktywa poszukiwawcze, zapas gazu), spowodowane analizą przydatności koncesji i prac poszukiwawczych przeprowadzanych w latach 2003-2014 oraz aktualizacją wyceny aktywów za pomocą metodologii uwzględniającej zmiany na polskim rynku gazu. Ponadto, -160m PLN kosztów spisanych aktywów geofizycznych oraz odwiertów negatywnych, wynikających z działań poszukiwawczych w segmencie upstream. W sumie wpływ na -650m PLN.

Silne wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi, niepieniężnymi

Podstawowe wyniki finansowe 1H2014

(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%
Przychody ze sprzedaży	16 740	16 383	-2%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 404)	(12 916)	-4%
EBITDA	3 336	3 467	4%
<i>EBITDA skorygowana o saldo odpisów aktualizujących</i>	3 278	3 968	21%
Amortyzacja	(1 162)	(1 298)	12%
EBIT	2 174	2 169	0%
Wynik na działalności finansowej	(233)	(106)	-54%
Zysk netto	1 428	1 520	6%

- Niższy o 0,5 mld m³ wolumen sprzedaży gazu E, wynikający głównie z łagodnego sezonu grzewczego, przełożył się na spadek przychodów ze sprzedaży gazu o nieco ponad 1 mld PLN.
- Wzrost wydobycia ropy naftowej i kondensatu do 632 tys. ton (462 tys. ton w 1H13) zaowocował zwiększeniem przychodów o ponad 0,5 mld PLN
- Zwiększony R/R obrót energią elektryczną: przychody sięgnęły 866m PLN (552m PLN rok wcześniej). Część Ee pochodząca z zakupu kosztowała 530m PLN wobec 180m PLN w 1H13
- Koszt gazu niższy o 1,5 mld PLN, czyli o 16%. Poza wolumenem wpływ na to miała elastyczność kontraktów i formuł cenowych, przy spadających cenach na giełdach gazu.
- Saldo odpisów aktualizujących na -501m PLN w 1H14 (w tym majątek produkcyjny, aktywa poszukiwawcze, zapas gazu) vs +58m PLN w 1H13
- Niższe koszty finansowe dzięki zmniejszeniu zadłużenia i wskutek ograniczonego wpływu różnic kursowych

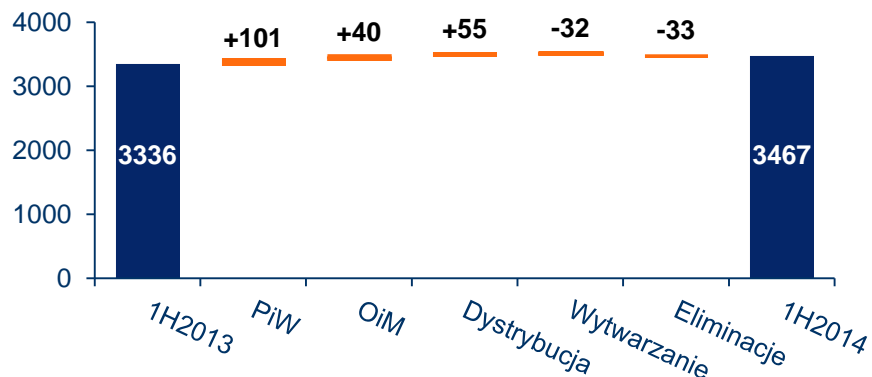
Silne wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi, niepieniężnymi i łagodną zimą

Segmenty – EBITDA w 1H2014

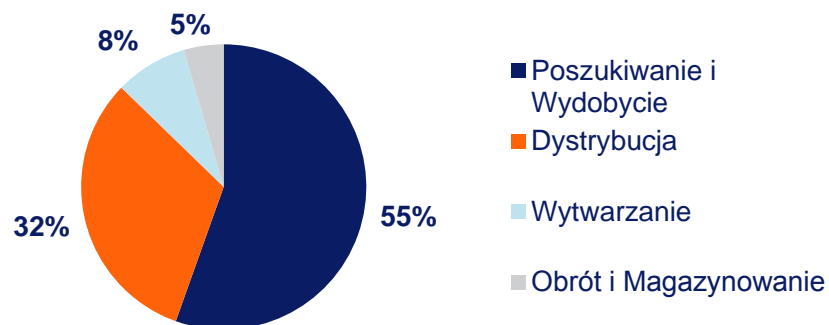
(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	1 840	1 941	5%	55%
Obrót i Magazynowanie	118	158	34%	5%
Dystrybucja	1 058	1 113	5%	32%
Wytwarzanie	320	288	-10%	8%
Pozostałe, eliminacje	0	(33)	-	-
Razem	3 336	3 467	4%	100%

- Rosnący wolumen sprzedaży ropy naftowej
- Wpływ zdarzeń niepieniężnych: zawiązanie odpisów na -343m PLN
- Półroczna marża na sprzedaży gazu E +0,5% w 1H14 vs -2% w 1H13
- -141m PLN: odpis na zapasach gazu
- Stabilny wynik segmentu, dzięki wyrównaniu kosztów bilansowania w 2Q14 i przesunięciu wypłaty premii rocznej na 3Q14
- Wpływ temperatury na wolumeny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz niższe ceny Ee

EBITDA segmentów GK PGNiG 1H2013 vs 1H2014



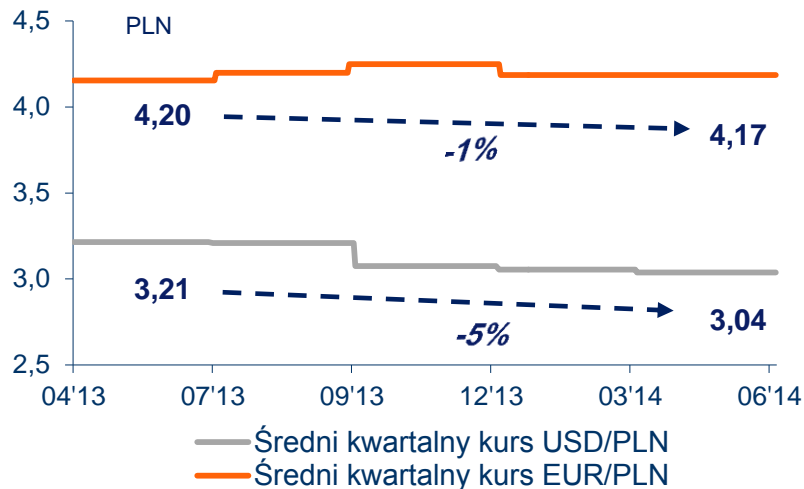
Udział segmentów w wyniku EBITDA GK PGNiG



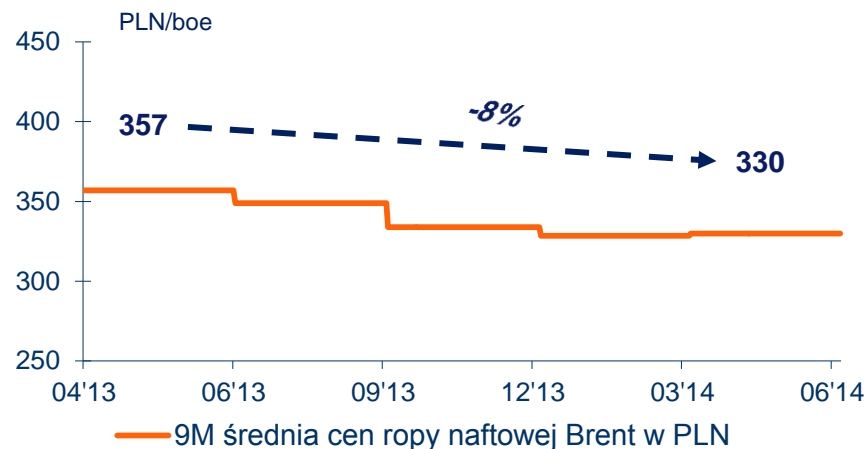
**Potwierdzenie trafnych inwestycji
w upstream**

Czynniki wpływające na wynik finansowy

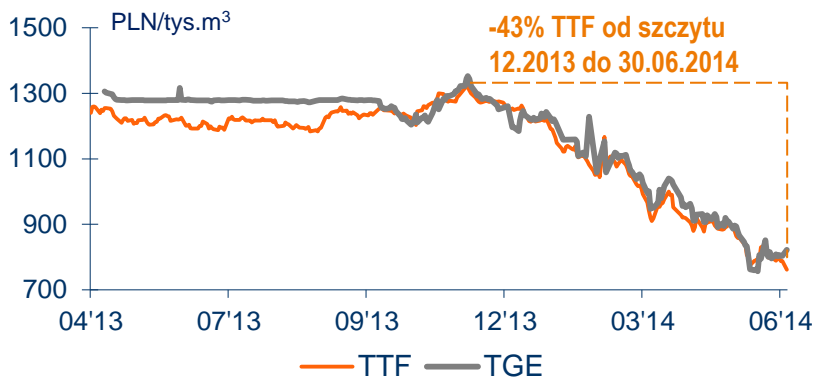
Stabilny średni kurs USD i EUR wobec PLN



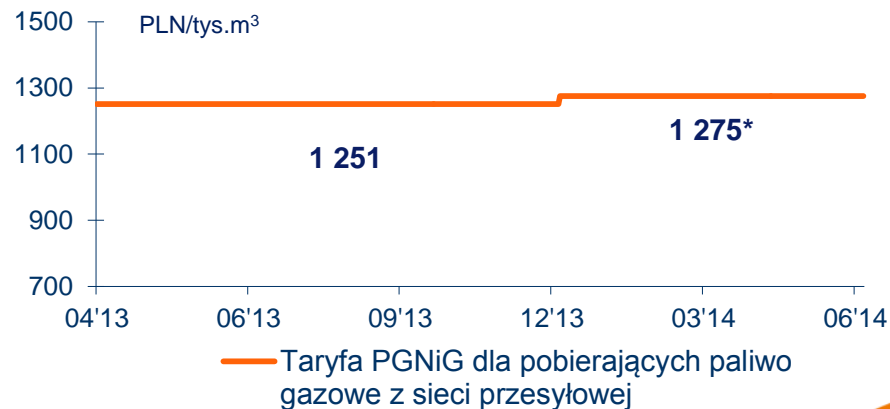
Spadek R/R o 8% i stabilne ceny ropy naftowej w 2014



Zbliżone wyceny ceny gazu na giełdach TTF i TGE



Utrzymanie stabilnej ceny taryfowej gazu w 2014



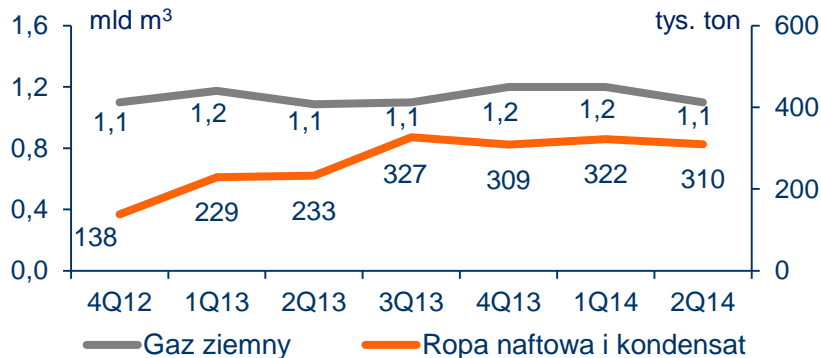
*od 01.01.2014r. cena paliwa gazowego zawiera także koszty magazynowania i część kosztów przesyłu, ujmowane dotychczas w opłacie sieciowej

Segment – Poszukiwanie i Wydobywanie

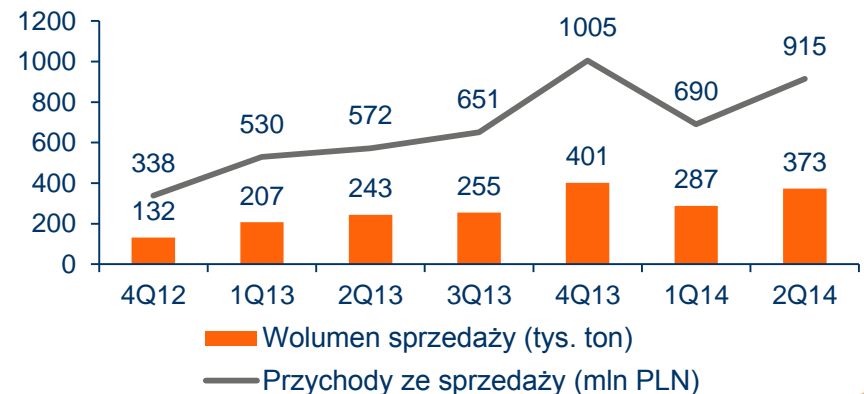
(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%
Przychody	2 762	3 426	24%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(922)	(1 485)	61%
EBITDA	1 840	1 941	5%
Amortyzacja	(465)	(625)	34%
EBIT	1 375	1 316	-4%

- +504m PLN (+46%) przychodów ze sprzedaży ropy i kondensatu R/R przy wzroście wolumenu sprzedaży z 450 do 660 tys. ton
- Zwiększona międzysegmentowa sprzedaż gazu z Norwegii do PST: 232m m³ vs 146m m³
- Saldo odpisów netto na -343m w 1H14 vs +78m PLN w 1H13: i) aktywa poszukiwawcze, ii) majątek wydobywczy - rynkowa cena gazu użyta w modelach DCF
- W usługach obcych zwiększony koszt negatyw i spisanych aktywów poszukiwawczych na -198m w 1H14 vs -81m PLN
- Zwiększenie amortyzacji aktywów norweskich o 146m PLN (umarzane metodą naturalną)

Stabilne R/R wydobywanie gazu ziemnego i wzrost produkcji ropy naftowej



Ropa naftowa i kondensat: przychody w kwartale zależne od daty sprzedaży



Dobre wyniki operacyjne obciążone zdarzeniami jednorazowymi

Segment – Obrót i Magazynowanie (1)

(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%
Przychody	13 827	13 306	-4%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(13 709)	(13 148)	-4%
EBITDA	118	158	34%
Amortyzacja	(87)	(77)	-11%
EBIT	30	80	167%

- Niższy o 0,6 mld m³ R/R wolumen sprzedaży gazu w 1H14, a w tym rosnąca sprzedaż pozataryfowa gazu przez TGE (241m m³ vs 25m m³)
- Stabilny R/R udział spółki PST w przychodach ze sprzedaży gazu: 0,9 mld PLN
- 0,98 mld PLN sprzedaży energii elektrycznej w 1H14 vs 0,36 mld w 1H13 (w segmencie OiM)
- Ujemna marża -3% na sprzedaży gazu E w 2Q14 (mimo niższych kosztów paliwa gazowego) po uwzględnieniu o 290m PLN wyższego kosztu: transakcji zabezpieczających, kosztów poszukiwań, różnicy bilansowej PGNiG SA oraz białych certyfikatów vs 2Q13
- Zawiązany w 2Q14 odpis na zapasach gazu na 141m PLN

Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w 1H2014 niższa R/R o 0,6 mld m³ (w 2Q14 wyższa o 0,1 mld m³)



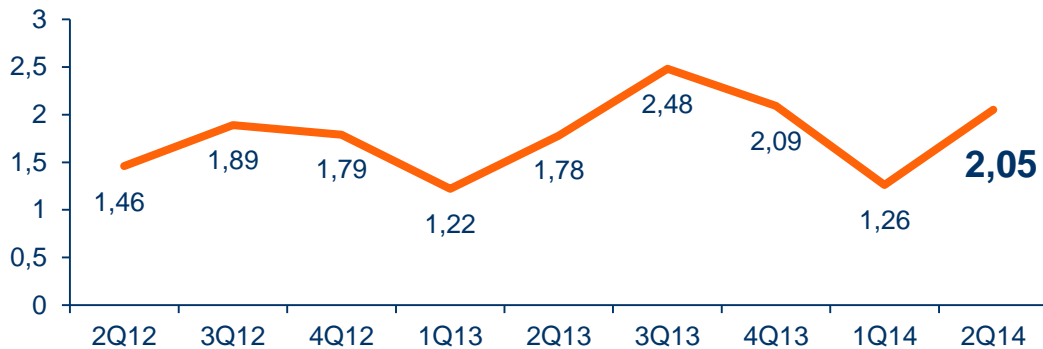
+0,5% marża na sprzedaży gazu E w PGNiG SA w 1H2014



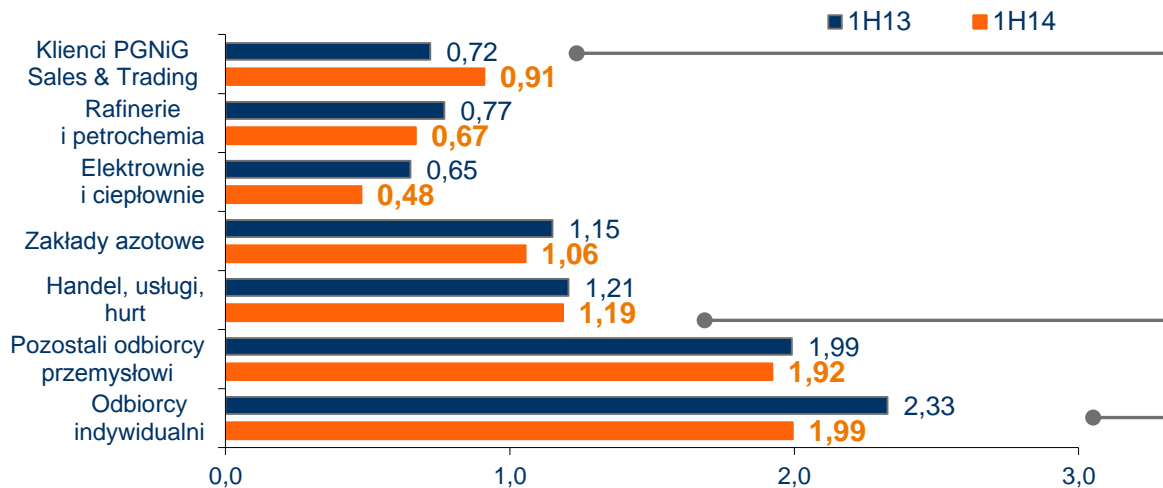
**Dodatnia marża na sprzedaży gazu
i wyższy R/R wynik EBITDA**

Segment – Obrót i Magazynowanie (2)

Stan magazynów gazu (mld m³)



GK PGNiG – wolumen sprzedaży gazu w grupach odbiorców (mld m³)



- Od 01.08.2014 sprzedaż gazu do 6,7 mln dotychczasowych klientów PGNiG prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny, którą do końca 2014 obowiązuje ta sama taryfa na paliwo gazowe. W kolejnych okresach taryfa będzie ustalana na podstawie kosztów nowej spółki, a przede wszystkim kosztu gazu, który w zdecydowanej mierze będzie pozyskiwany poprzez TGE.
- W PGNiG SA: import gazu niższy R/R o ponad 0,8 mld m³ (5,13 vs 5,94 mld m³) z czego 0,52 mld m³ mniej z kierunku wschodniego.
- Import z kierunku wschodniego na poziomie 4,5 mld m³, a z zachodniego i południowego 0,6 mld m³ (odpowiednio 5,1 oraz 0,9 mld m³ w 1H13)
- 0,91 mld m³ gazu sprzedaży PST (głównie w Niemczech) w 1H14 vs 0,72 mld m³ w 1H13
- 241m m³ sprzedane i dostarczone przez PGNiG SA poprzez Towarową Giełdę Energii w 1H14 (25m m³ w 1H13) -> blisko 10-krotny wzrost
- Istotny wpływ cieplejszej zimy na odbiorców indywidualnych i elektrociepłownie

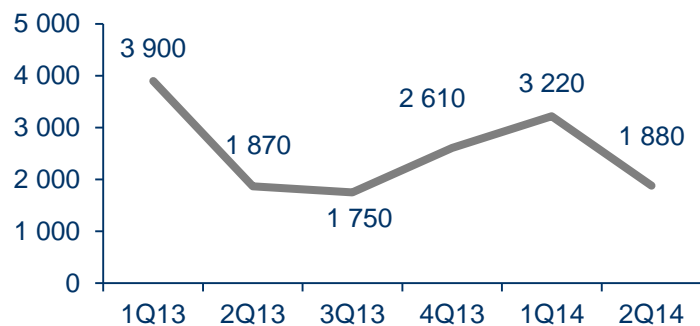
Wysokie stany magazynowe i wpływ temperatury na wolumen sprzedaży

Segment – Dystrybucja

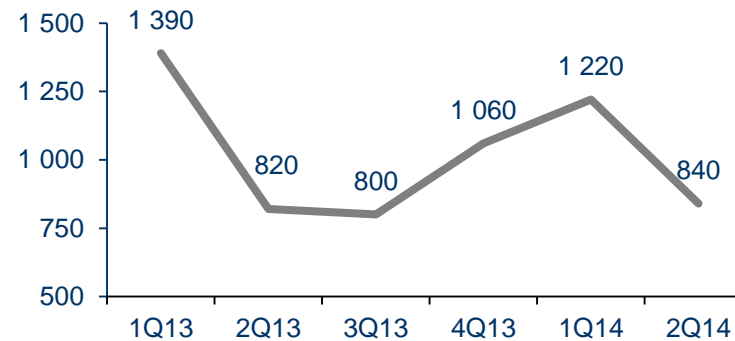
(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%
Przychody	2 306	2 319	1%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(1 248)	(1 206)	-3%
EBITDA	1 058	1 113	5%
Amortyzacja	(422)	(431)	2%
EBIT	636	682	7%

- Wolumen dystrybuowanych gazów w 2Q na poziomie ub.r., ale w 1Q spadek o 17%. W całym półroczu wolumen mniejszy o 0,67 mld m³, czyli o 12% (śr. temperatura półrocza o 2°C wyższa)
- Niższe o 62m PLN koszty świadczeń pracowniczych w 1H14 – w tym przesunięcie wypłaty premii rocznej na 3Q14; w 4Q13 zawiązanie 71m PLN rezerwy na ten cel)
- Saldo przychodów i kosztów z tytułu bilansowania systemu na +12m PLN w 1H14 (w tym +116m PLN w samym 2Q14)

Wolumen dystrybuowanych gazów (m m³)



Przychód z usług dystrybucyjnych (m PLN)

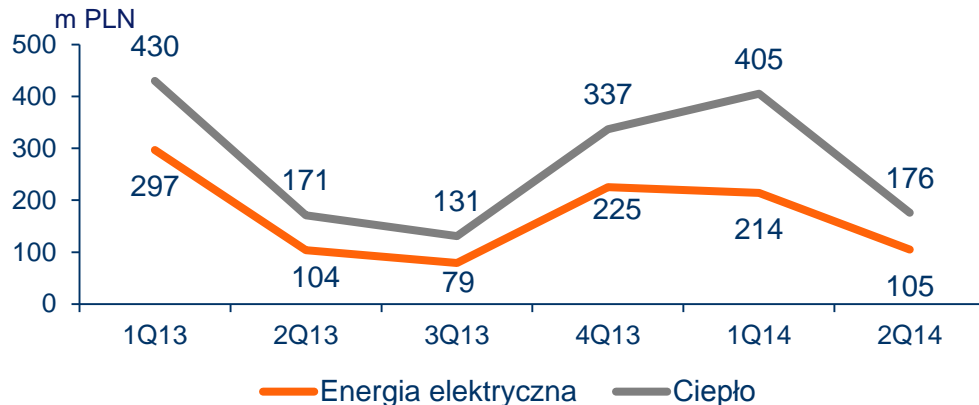


Stabilne wyniki segmentu za półrocze

Segment – Wytwarzanie

(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%
Przychody	1 128	1 035	-8%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	(809)	(747)	-8%
EBITDA	320	288	-10%
Amortyzacja	(176)	(155)	-12%
EBIT	143	133	-7%

Przychody PGNiG Termika ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej (z produkcji)



- Spadek przychodów ze sprzedaży ciepła o 20m PLN do 581m mimo wzrostu taryfy ciepła od lipca 2013
- Obniżenie przychodów ze sprzedaży Ee o 59m PLN do 426m
- Spadek przychodów ze świadectw pochodzenia energii (10m PLN w 1H14 vs 27m rok wcześniej), w tym brak przychodów z czerwonych certyfikatów (kogeneracja)
- Ograniczenie kosztów paliw do produkcji ciepła i energii o -95m PLN, do 439m PLN
- Amortyzacja aktywów niematerialnych, w tym praw do emisji CO2 na poziomie -26m PLN vs -40m w 1H13

Półroczny wolumen sprzedaży PGNiG Termika (z produkcji):

- Sprzedaż ciepła na poziomie 20,7 PJ, czyli o -14% mniej R/R (głównie efekt łagodnej zimy w 1Q14)
- Energia elektryczna: -5%, do poziomu 2 TWh (w samym 2Q wzrost R/R o 6%).

Niższy wynik segmentu w niesprzyjającym otoczeniu

Koszty operacyjne – 1H2014

(m PLN)	1H2013	1H2014	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	(9 801)	(8 271)	-16%
Energia na cele handlowe	(180)	(530)	195%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(323)	(269)	-17%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	(534)	(439)	-18%
Świadczenia pracownicze	(1 418)	(1 373)	-3%
Usługa przesyłowa	(559)	(548)	-2%
Koszt odwiertów negatywnych	(81)	(157)	94%
Pozostałe usługi obce	(640)	(695)	9%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto	(292)	(1 009)	245%
▪ zmiana stanu odpisów	58	(501)	x10
▪ różnice kursowe i instrumenty pochodne	(22)	(168)	x7
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	424	375	-11%
Koszty operacyjne bez amortyzacji	(13 404)	(12 915)	-4%
Amortyzacja	(1 162)	(1 298)	12%
Koszty operacyjne ogółem	(14 566)	(14 214)	-2%

- -6% wolumen sprzedanego gazu R/R
- Efekt częściowego powiązania kosztów gazu z cenami giełdowymi, które uległy zmniejszeniu o ok. -17% R/R

- Wzrost obrotu energią elektryczną w PGNiG SA i PGNiG Sales & Trading

- Niższe zużycie i cena jednostkowa węgla z transportem

- 8 negatów spisanych w 1H14, z czego 5 w 2Q14, wśród których 1 na szelfie norweskim

- -41m PLN kosztów spisanych badań geofizycznych w 1H14 (brak w 1H13)

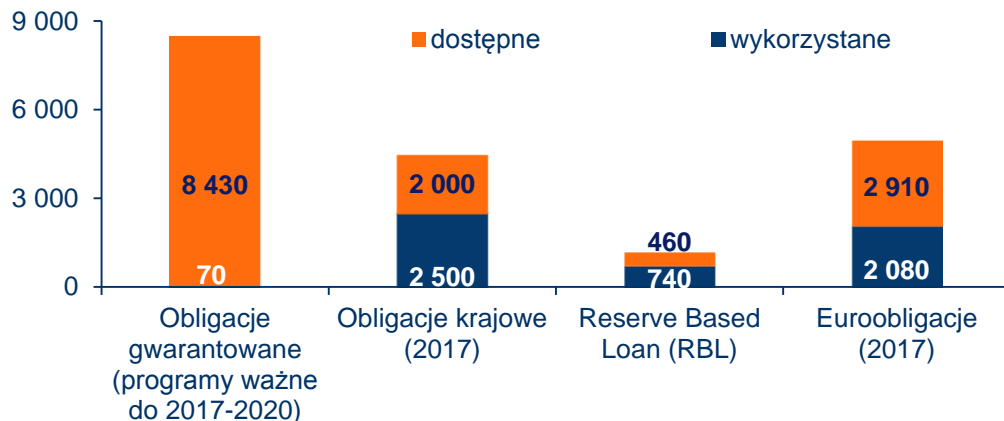
- Wpływ odpisów aktualizujących majątek produkcyjny, aktywa poszukiwawcze (w tym geofizyczne) i zapas gazu, spowodowanych analizą przydatności prac poszukiwawczych przeprowadzanych w latach 2003-2014 oraz aktualizacją metody wyceny, która uwzględnia zmiany na polskim rynku gazu.

- +146m PLN R/R amortyzacji aktywów wydobywczych Skarv (metoda naturalna)

**Elastyczność portfela gazu oraz
wpływ zdarzeń jednorazowych**

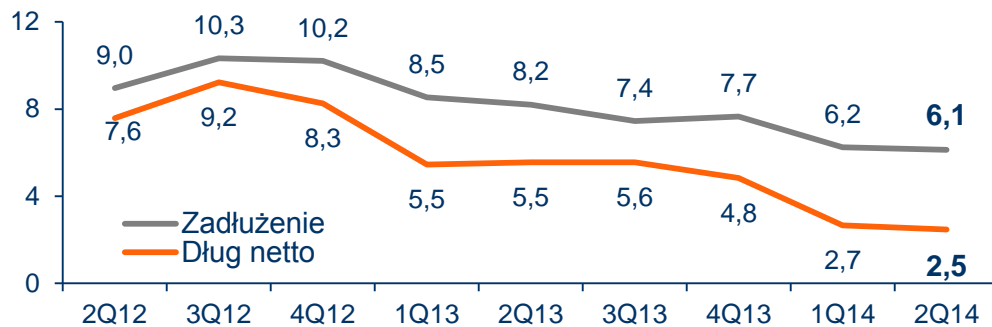
Zadłużenie i źródła finansowania

Źródła finansowania na 30.06.2014 (m PLN)

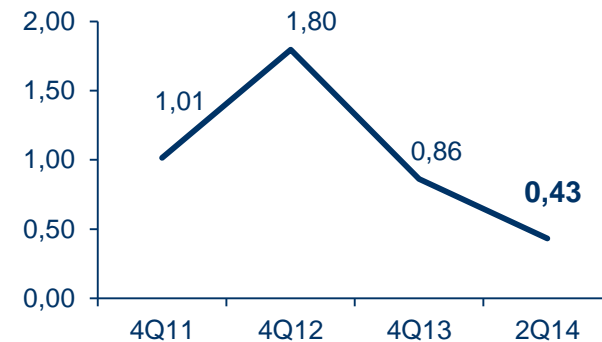


- Optymalizacja źródeł finansowania
- Dostępne programy na 13,8 mld PLN, w tym 8,4 mld gwarantowane
- Dług netto / EBITDA za cztery kwartały: 0,43

Zadłużenie (mld PLN)



Dług netto / EBITDA



Mocna pozycja finansowa





Slajdy pomocnicze

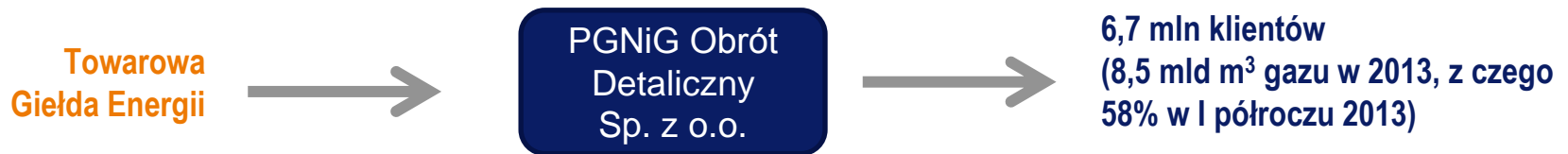
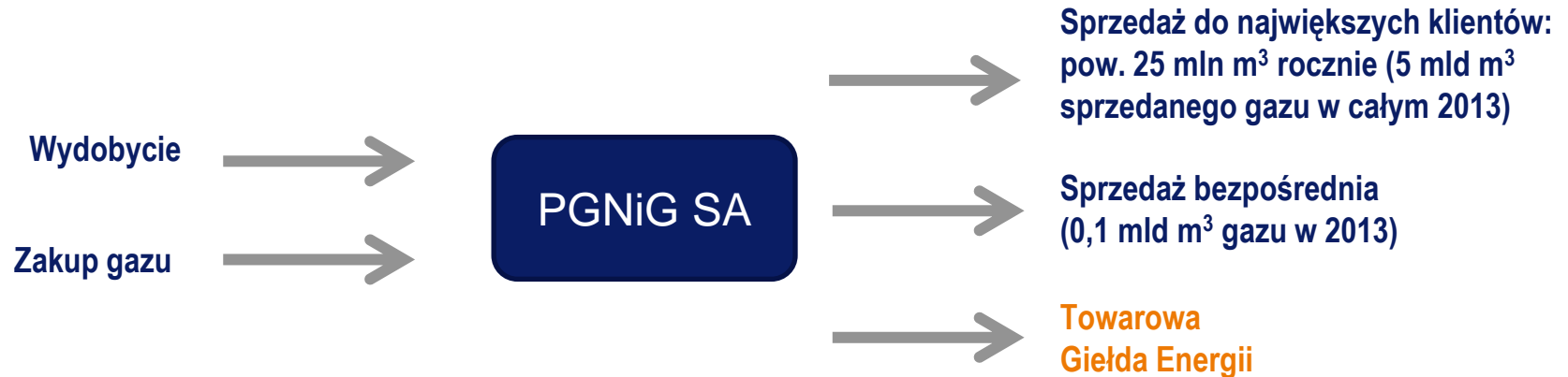
Segmenty – EBITDA w 2Q2014

(m PLN)	2Q2013	2Q2014	Δ%	Udział w wyniku Grupy
Poszukiwanie i Wydobywanie	929	815	-12%	62%
Obrót i Magazynowanie	117	(70)	-160%	-5%
Dystrybucja	243	488	101%	37%
Wytwarzanie	62	72	16%	6%
Pozostałe, eliminacje	9	(19)	-311%	-
Razem	1 360	1 285	-6%	100%

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu o 343m PLN
- Wpływ zdarzeń niepieniężnych: zawiązanie odpisów na -333m PLN
- Ujemna marża -3% na sprzedaży gazu E w 2Q14
- 141m PLN zawiązania odpisu na zapasach gazu
- Niższe o 53m PLN R/R koszty świadczeń pracowniczych (przesunięcie wypłaty premii na 3Q14)
- Saldo bilansowania systemu na +116m PLN w 2Q14
- Niewielki wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła (R/R słabszy wolumen przy wyższej cenie) i Ee (większe wolumeny przy obniżonych cenach)

**Wynik kwartału obciążony zdarzeniami
niepieniężnymi (odpisy)**

Obrót i sprzedaż detaliczna gazu wysokometanowego po 1 sierpnia 2014



Wolumeny operacyjne

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG												
	(mln m3)											
	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	482	479	1 890	483	481	484	443	1 608	403	397	401	407
w tym w Polsce	362	367	1 550	384	387	387	393	1 608	403	397	401	407
w tym w Norwegii	120	112	340	99	94	96	50	0	0	0	0	0
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	650	704	2 692	737	619	604	733	2 710	706	648	625	731
w tym w Polsce	636	690	2 667	722	609	604	733	2 710	706	648	625	731
w tym w Pakistanie	15	14	25	15	10	0	0	0	0	0	0	0
RAZEM (przeliczony na E)	1 132	1 182	4 582	1 220	1 100	1 087	1 175	4 317	1 109	1 044	1 026	1 138
Wydobycie razem przeliczone na kboe/d	78	83	79	83	75	75	82	74	76	71	71	79
SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG												
	(mln m3)											
	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	3 078	4 521	15 006	4 132	2 731	2 965	5 178	13 756	4 070	2 315	2 698	4 673
w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG	444	465	1 383	356	306	271	449	324	211	40	24	49
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	253	361	1 202	351	220	245	387	1 156	336	216	233	372
RAZEM (przeliczony na E)	3 330	4 882	16 208	4 483	2 951	3 210	5 564	14 913	4 406	2 531	2 931	5 045
IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA												
	(mln m3)											
	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012
Razem	2 594	2 541	10 850	2 664	2 245	2 481	3 460	11 000	3 105	2 133	2 763	2 999
w tym: kierunek wschodni	2 515	2 026	8 734	1 793	1 885	2 272	2 784	9 018	2 589	1 858	2 432	2 139
ROPA NAFTOWA w GK PGNiG												
	(tys. ton)											
	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012
Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	310	322	1 099	309	327	233	229	492	139	130	96	128
w tym w Polsce	184	203	815	215	218	178	204	492	139	130	96	128
w tym w Norwegii	126	119	283	94	109	55	25	0	0	0	0	0
Wydobycie razem przeliczone na kbbbl/d	25	26	22	25	26	19	19	10	11	10	8	10
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	373	287	1 106	401	255	243	207	485	132	129	96	127
w tym w Polsce	185	201	809	222	213	180	194	485	132	129	96	127
w tym w Norwegii	188	85	297	179	42	63	13	0	0	0	0	0
PGNiG TERMIKA												
	Q2 2014	Q1 2014	FY 2013	Q4 2013	Q3 2013	Q2 2013	Q1 2013	FY 2012	Q4 2012	Q3 2012	Q2 2012	Q1 2012
Produkcja E.c. netto (sprzedaż) (TJ)	5 336	15 434	40 175	12 530	3 367	5 766	18 511	40 214	14 242	2 748	5 503	17 721
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) (GWh)	648	1 390	3 772	1 189	445	613	1 526	3 719	1 288	396	633	1 403